

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины (пласт Ю₁³⁻⁴) на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)»	

УДК 550.822.7:622.243.22:553.982(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Ицкович Денис Константинович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) Максимова Ю.А
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Ицкович Денис Константинович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины (пласт Ю₁³⁻⁴) на нефтяном месторождении (Томская область, Кургасовский район)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21 июня 2018 года
--	-------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: пласт Ю₁³⁻⁴ 4. Объект испытания в процессе бурения: пласт Ю₁³⁻⁴ 5. Данные по профилю: вертикальный тип профиля 6. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 7. Диаметр эксплуатационной колонны: 168 мм 8. Способ цементирования: по расчету 9. Способ перфорации: кумулятивный 10. Минимальный уровень жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения 11. Способ вызова притока: свабирование
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования,</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы

проектирования, конструирования;
обсуждение результатов выполненной
работы; наименование дополнительных
разделов, подлежащих разработке;
заключение по работе).

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

2.4.2. Расчет обсадных колонн

2.4.3. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.3.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

2.4.3.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости

2.4.3.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

2.4.3.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.3.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

2.4.4. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

2.4.5. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.5.1. Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

2.4.5.2. Проектирование пластоиспытателя

2.4.5.3. Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

2.5. Выбор буровой установки

3. Применение отечественного и зарубежного оборудования для очистки бурового раствора

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Старший преподаватель, Вершкова Елена Михайловна
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Применение отечественного и зарубежного оборудования для очистки бурового раствора	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	8 февраля 2018 года
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Ицкович Денис Константинович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 130 страницы, 12 рисунков, 33 таблиц, 27 литературных источников, 18 приложений.

Ключевые слова: глубина 2700м., нефтяное месторождение, (ТО), разведочная, вертикальная скважина.

Объектом исследования является газовое месторождение Каргасокского районаТО.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтяном месторождении Каргасокского района ТО.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2700 метров на нефтяном месторождении Каргасокского района ТО.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК - Трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	12
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	12
1.2 Геологические условия бурения	13
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	13
1.4 Зоны возможных осложнений	13
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	15
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	15
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	15
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	16
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	16
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	16
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	17
2.3.1 Выбор способа бурения	18
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	20
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	21
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	22
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	23
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	29
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	29
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	30
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	32
2.4.2 Расчет обсадных колонн	34
2.4.3.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	35
2.4.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного р-ра и продавочной ж-ти	36
2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	37
2.4.3.4 Гидравлический расчет цементирования скважины	39
2.4.3.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного об-ия	39
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	40

2.4.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	40
2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта	40
2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя	41
2.4.5.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования	42
2.5 Выбор буровой установки	43
3 Применение отечественного и зарубежного оборудования для очистки бурового раствора	44
3.1 Вибросита	46
3.1.1 Анализ вибросит	49
3.2. Центрифуга	49
3.2.1 Анализ центрифуг	51
3.3. Гидроциклоны	52
3.3.1 Анализ гидроциклонов	53
3.4 Дегазатор	54
3.4.1 Анализ дегазаторов	57
3.5 Вывод	59
4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	60
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО «Востокгазпром»	60
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	60
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	60
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	62
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	63
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	63
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	65
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	65
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы	66
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	66
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	67
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	67
4.4 Расчет технико-экономических показателей	68
5 Социальная ответственность	72
5.1 Производственная безопасность	72
5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	72

5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	76
5.2 Экологическая безопасность	80
5.3 Анализ влияния процесса бурения на окружающую среду	81
5.5 Объёмы отходов бурения	81
5.6 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при бурении скважин	82
5.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
Заключение	85
СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	86
Приложение А	89
Геологические условия бурения скважины	89
Приложение Б	95
Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	97
Приложение В	97
Приложение Г.1	102
Совмещённый график давлений	102
Приложение Г.2	103
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	103
Приложение Д.1	104
Выбор породоразрушающего инструмента	104
Приложение Д.2	105
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	105
Приложение Д.3	107
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	107
Приложение Д.4	110
Выбор гидравлической программы промывки скважины	110
Приложение Е.1	112
Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования	112
Приложение Ж	113
Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС	113
Приложение Ж.1.1	115
Скважинное оборудование для свабирования КС-62	115
Приложение И	116
Выбор буровой установки	116
Приложение К.1	117
Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	117

Приложение К.2	118
Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	118
Приложение К.3	119
Нормативная карта вертикальной скважины на ЯНАО	119
Приложение Л	121
Сметная стоимость строительства скважины	121
Приложение М	129
Производственная безопасность	129

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день нефть и газ являются важнейшим ресурсом для всего мира. Они используются как в качестве источника энергии, так и в качестве сырья для изготовления готовых продуктов, таких как: моторные масла, смазки, пластик, каучук и многое другое. Невозможно представить существование человека в отсутствии этих ресурсов.

Основным этапом в процессе добычи нефти и газа является строительство скважины. Именно от качества скважины зависит то, сколько в конечном итоге будет возможно добыть нефти или газа из недр. При бурении необходимо обеспечить качественное и наиболее целесообразное проектирование техники и технологий строительства скважины, соответствие фактического профиля скважины проектному, качественное вскрытие продуктивного пласта, отсутствие аварий и осложнений, качественное цементирование ствола скважины.

Первое в мире бурение скважины для целей нефтедобычи было проведено в 1846 году в посёлке Баби-Эйбат близ Баку, входившим тогда в Российскую империю. Это стало отправной точкой для развития нефтяной индустрии по всему миру. Основоположником горизонтального бурения в России является Григорян Александр Михайлович. Он с 1953 года разрабатывал технологию горизонтального бурения. Первая горизонтальная скважина была пробурена в 1957 г. на Яблоновском месторождении Куйбышевской области. Длина непосредственно в интервале продуктивного пласта мощностью 30 м составила 130 м. Её стартовый дебит многократно превышал дебиты вертикальных скважин.

В данной работе представлено проектирование строительства эксплуатационной скважины на нефть в Поселковом районе ТО. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины.

1ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

ОАО «Востокгазпром» — дочернее предприятие ПАО «Газпром». Компания, созданная в 1999 году, первой в Томской области приступила к добыче природного газа. Это событие стало началом новой для региона газодобывающей отрасли.

ОАО «Востокгазпром» специализируется на добыче нефти и газа и реализует стратегию, направленную на достижение конкурентного преимущества в освоении сложных месторождений углеводородов. Компания обеспечивает полный производственный цикл от освоения месторождений, добычи углеводородного сырья до подготовки и получения товарной продукции. Востокгазпром планомерно расширяет производственные мощности, совершенствует технологические процессы интенсификации добычи и подготовки сырья, реализует программы геологоразведочных работ.

ОАО «Востокгазпром» занимает ведущие позиции в списке крупнейших предприятий нефтегазовой отрасли Сибирского федерального округа.

1.2 Геологические условия бурения

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлены в приложении Б.

Из таблицы видно, что разрез представлен семью водоносными коллекторами.

1.4 Зоны возможных осложнений

Зоны возможных осложнений представлены в приложении В.

Осложнения, являются типичными для данных горных пород. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

Краткая характеристика возможных осложнений

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В интервалах 0-1674 и 2626-2646 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора химреагентами.

Интервал 470-2690 характеризуется также наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость ограничения по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

Конструкция забоя представлена на рисунке 1.

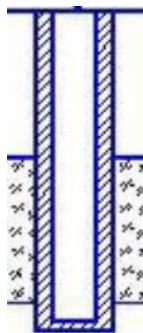


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен в приложении Г.1.

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направления: глубина спуска 40м. (Четвертичное отложение 35м, величина перекрытия составляет 5м).

2. Кондуктор: глубина спуска 850м.

3. Эксплуатационная колонна: глубина спуска 2700м. (Вскрытия продуктивного пласта, бурение интервала под ЗУМППФ).

Данные о глубинах спуска обсадных колонн приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Глубины спуска обсадных колонн

Название колонны	Глубина спуска, м
	По вертикали
Направление	40
Кондуктор	850
Эксплуатационная колонна	2700

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0-40м;

2. Кондуктор: интервал цементирования 0-850м;

3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 700-2700м. (Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		

Продолжение таблицы- 2

Направление	0	40	0	40	323,9	393,7
Кондуктор	0	850	0	850	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0	2700	700	2700	168,3	215,9

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти (0,769), кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{му} = 27,01 \cdot (10^6) - 769 \cdot 9,81 \cdot 2665 = 7 \text{ МПа.}$$

$$P_{му} = 7 \text{ МПа.}$$

Помимо максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 244.5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 168.3 мм. Таким образом, для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК1-21-168х245.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением применяется 5 схема (рисунок 2). Диаметр прохода превенторного блока должен обеспечить проход долота под эксплуатационную колонну диаметром 146.1 мм, но не больше обвязанной колонны подкондуктор - 244.5 мм. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-230/80х21, ГОСТ 13862-90.

Схема 5

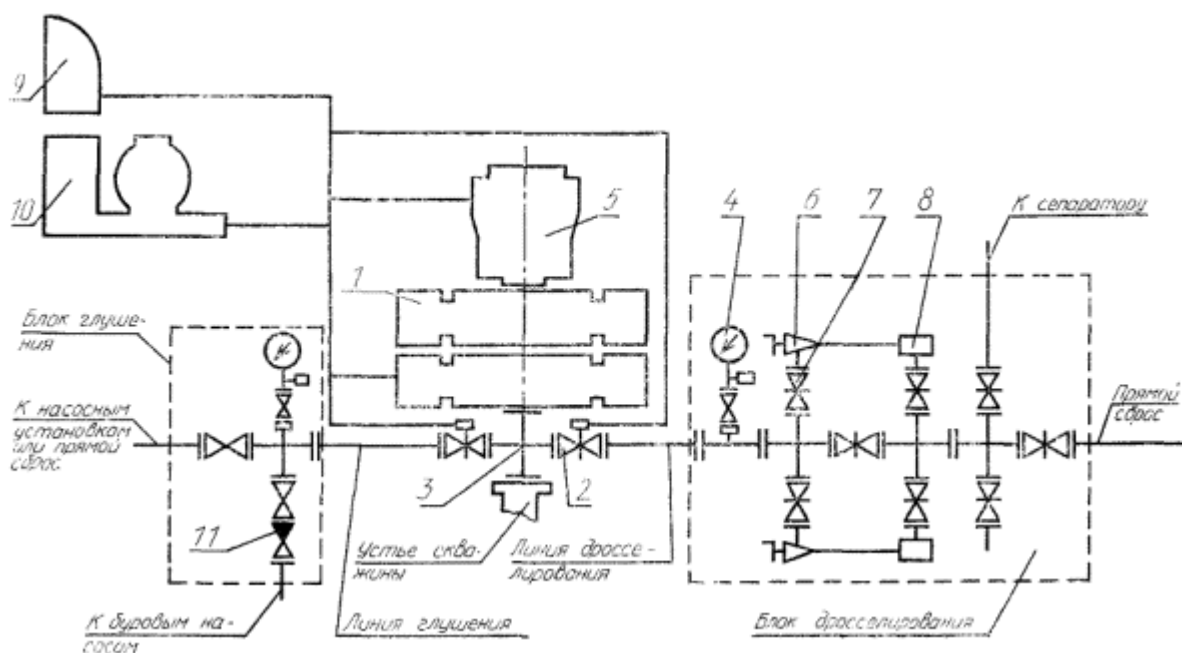


Рисунок- 2 Схема обвязки ОП

Выбирается ОКК1-21-168-245 ОТТМ, которая предназначена для обвязки двух обсадных колонн диаметрами 168мм и 245мм с максимальным рабочим давлением 21МПа.

В качестве превенторной установки выбирается 5 схема, рассчитанная на рабочее давление 21МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 350 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: ОП5- 350/80х21, ГОСТ 13862-90.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины. Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
40-850	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
850-2700	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в приложении Д.1

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 323,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 244,5 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 168,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота

механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Таблица 4 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-850	850-2700
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1000	1700
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	22,07
η	1	1	-
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,15	0,15
$G_{пред}, \text{кН}$	150	100	100
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	29	22	55
$G_2, \text{кН}$	40	45	33
$G_3, \text{кН}$	120	80	80
$G_{проект}, \text{кН}$	40	45	55

Осевая нагрузка под направление проектируется по известной методике, при сравнении G_1 и G_2 сравниваем его с G_3 выбираем наибольшее ($G_3=120$), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Она не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото, поэтому принимается равной 40 кН.

Осевая нагрузка под кондуктор проектируется по известной методике, при сравнении G_1 и G_2 сравниваем его с G_3 выбираем наибольшее ($G_3=80$), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Оно не превышает

предельных значений осевой нагрузки на долото, поэтому принимается равной 45 кН.

Осевая нагрузка под эксплуатационную колонну проектируется по известной методике, при сравнение G_1 и G_2 сравниваем его с G_3 выбирается наибольшее ($G_3=80$), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Она не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото, поэтому принимается равной 55 кН.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-850	850-2700
Исходные данные				
V_d , м/с		3,1	2	2
D_d	м	0.3937	0.2953	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7
τ , мс		5	-	-
z		24	-	-
α		0.8	0,7	0,6
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		150	130	173
n_2 , об/мин		323	-	-
n_3 , об/мин		657	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин		60	130	173

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Для интервала под направление (0-40 м) проектируется частота вращения 60 об/мин, так как это максимальное значение частоты вращения ротора.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Таблица 6 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-850	850-2700
Исходные данные				
D _д	м	-	0,2953	0,2207
	мм	-	295,3	220,7
G _{ос} , кН		-	-	45
Q, Н*м/кН		-	-	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	236	198
M _р , Н*м		-	1809	1650
M _о , Н*м		-	147,65	110,35
M _{уд} , Н*м/кН		-	36,936	27,98

Для интервала бурения 40-850 метров (интервал бурения под кондуктор), из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 850-2700м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУЗ-172РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Таблица 7 - Технические характеристики запроектированных винтовых
Забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	40-850	240	9,57	2577	30-75	50-270	17,75	201-552
ДРУЗ-172РС	850-2700	172	8,74	1226	19-38	30-170	15,60	56-193

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.2

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Бурение интервала под направление начинается на *глинистом* свежеприготовленном растворе.

При бурении интервала под кондуктор проходят сквозь слой неустойчивых глинистых отложений. В связи с этим требуется решать следующие основные проблемы: укрепление стенок скважины, увеличение выносной способности бурового раствора. Для бурения подкондуктор проектом предусматривается буровой раствор, приготовленный из бентонитового глинопорошка, обработанный химическими реагентами (*полимерглинистый* раствор).

При бурении под эксплуатационную колонну лучшим вариантом является использование полимеркарбонатного раствора.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы. При необходимости дегазации БР в данную схему включается установка дегазации Акрос АКР 270.

В таблице 8 представлены запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения.

В таблице 9 представлено описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

На рисунке 3 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

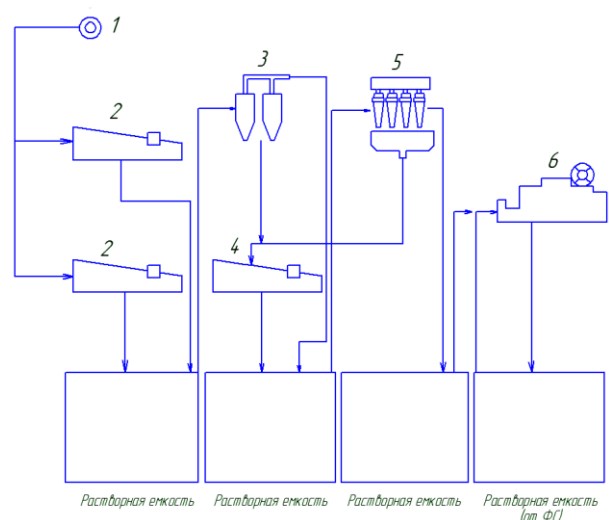


Рисунок 3 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито АкросFalcon 4; 3 – пескоотделитель ПГ-60; 4 – вибросито АкросFalcon; 5 – илоотделитель ИГ-60; 6 – центрифуга Акрос АКР – 363.

Таблица 8 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} ,МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , г/см ³	ρ _{гп} , г/см ³	К	d, м	
От	До									
0	40	0,1	0,39	40	9,81	1,10-1,18	2,02	1,5	0,010	
40	850	0,1	8,49	810		1,14-1,16	2,43	1,5	0,008	
850	2700	0,1	26,91	1850		1,11-1,16	2,60	1,5	0,008	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ ,фунт/100 фут ²	СНС ₁₀ , фунт/100 фут ²	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	Пластическая вязкость, МПа*с	Динамическое напряжение сдвига, дПА
От	До									
0	40	1,16	8-18	12-35	40-90	8< 12	7,5-9	1,5	10-25	10-20
40	850	1,16	4-16	6-30	38-75	< 12	7,5-9	< 1	15-20	40-90
850	2700	1,12	2-10	4-25	38-65	8	8-10	1	10-25	12-35

Таблица 9 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) Бурового раствора	Плотность Кг/м ³	Название компонентов	Описание/назначение	Плотность Кг/м ³	Содержание Компонента Кг/м ³
От (верх)	До (низ)						
0	40	Глинистый	1,16	Bentonit PBMB	Глинопорошок/Активная твёрдая фаза	2.60	60.00
				CausticSoda	Контроль pH	2.02	0.50
				Polypac ELV	Понизитель водоотдачи	1.05	0.50
				Polypac R	Понизитель водоотдачи, контроль реологии	1.05	0.50
				SAPP	Разжижитель, противосальниковый	1.18	0.10
				SodaAsh	Контроль содержания Ca ⁺	2.02	0.20
				Вода		1.00	1000.00
40	850	Полимер-глинистый	1,16	Bentonit PBMB	Глинопорошок/Активная твёрдая фаза	2.60	15.00
				CausticSoda	Контроль pH	1.00	0.10
				D-D EXPORT	Детергент, противосальниковая присадка	1.00	0.20
				Polypac ELV	Понизитель водоотдачи	1.18	1.00
				Polypac R	Понизитель водоотдачи, Контроль реологии	1.00	1.00
				SAPP	Разжижитель, противосальниковый реагент	2.50	0.30
				SodaAsh	Контроль содержания Ca ⁺	2.02	0.10
				Penta 465	Пенегаситель	1.00	0.10
				Вода		1.00	1000.00

Продолжение таблицы - 9

850	2700	Полимер-карбонатный	1,12	CalciumCarobnate MK 07- 160	Кольматант, утяжелитель	2,71	100,00
				CausticSoda	Контроль pH	2,02	2,00
				CitricAcid	Контроль pH и Fe+++	1.00	0,10
				D-D EXPORT	Детергент, противосальниковая присадка	1.00	0,20
				REALUB ST	Смазочная добавка	1.00	7,00
				Duovis NS	Контроль реологии, структурообразователь	1,50	1,50
				Lime	Контроль pH и Ca	1.00	1,50
				IKBAC	Бактерицид	1.00	0,20
				Penta 465	Пеногаситель	1.00	0,10
				Polypac ELV	Понизитель водоотдачи	1.05	2,00
				Polypac R	Инкапсулятор и ингибитор гидратации глин	1.50	2,00
				Poly-Plus	Разжижитель противосальниковый реагент	1.00	1,50
				SodaAsh	Контроль содержания Ca+	1,18	0,20
				SAPP	реагент	2,02	0,80
				SP-101	Регулятор водоотдачи, ингибитор глин	1.00	5,00
				Вода		1.00	995,9

В таблице 10 приведены обоснования параметров и свойств бурового раствора.

Таблица 10 – Обоснование параметров и свойств бурового раствора.

Показатель	Интервал бурения		
	0-40	40-850	850-2700
Минимальная репрессия %	10	10	5
Принимаемая репрессия %	15	15	30
Минимальная плотность бурового раствора г/см ³	1,10	1,10	1,07
Максимальная плотность бурового раствора г/см ³	1,18	1,13	1,13
Принимаемая плотность бурового раствора, г/см ³	1,16	1,12	1,12

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;

Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения представлены в приложении Д.3.

По результатам расчетов определяется область допустимого расхода бурового раствора, которая должна быть меньше $Q_3 = 68$ (направление), 67,4(кондуктор), 26,09(экспл.колонна), но больше большего из значений Q_1 , Q_2 , Q_4 , Q_5 и Q_6 , или равно ему. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 50 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

- Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала подкондуктор принимается 50л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

- Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 25л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал 0-2700м. представлены в приложении Д.3.2.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в приложении Д.4.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносного пласта. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2665-2675м. Так как скважина является разведочной, интервал отбора керна мы принимаем по интервалу продуктивного пласта плюс 25 метров: 2640-2700м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отбора керна и обеспечения данной бурголовкой, бурения интервала по пласту. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование

керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя.

Таблица 11 - Тип проектируемой бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ IADC: S442	Масса, кг
Бурголовка БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	220,7	100	СП 112х4,233х1:16	15

Таблица 12 - Тип проектируемого кернотборного снаряда

Керно-приемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
УКР-172/100 Кембрии	172	18 (3)	100	500	3-171	3-189	1480

Таблица 13 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2640-2700	УКР- 172/100 Кембрии	2-5	90	18-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (2)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин (при минимальном уровне жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения).

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 4 и 5.

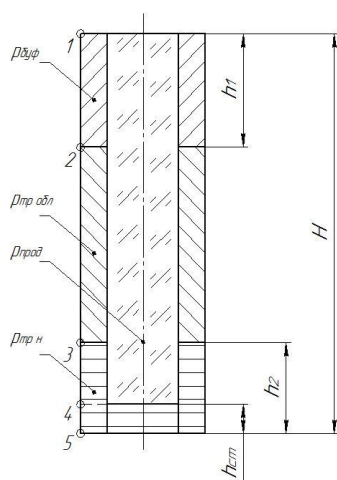


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

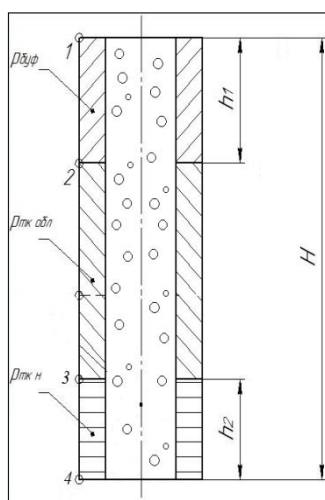


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (при минимальном уровне жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения)

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 14 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 6.

Таблица 14 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины(при минимальном уровне жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения)		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	850	0,85	2	850	9,35
3	2625	9,67	3	1800	20,04
4	2695	10,35	4	2615	29,2
5	2700	13	5	2700	30,42

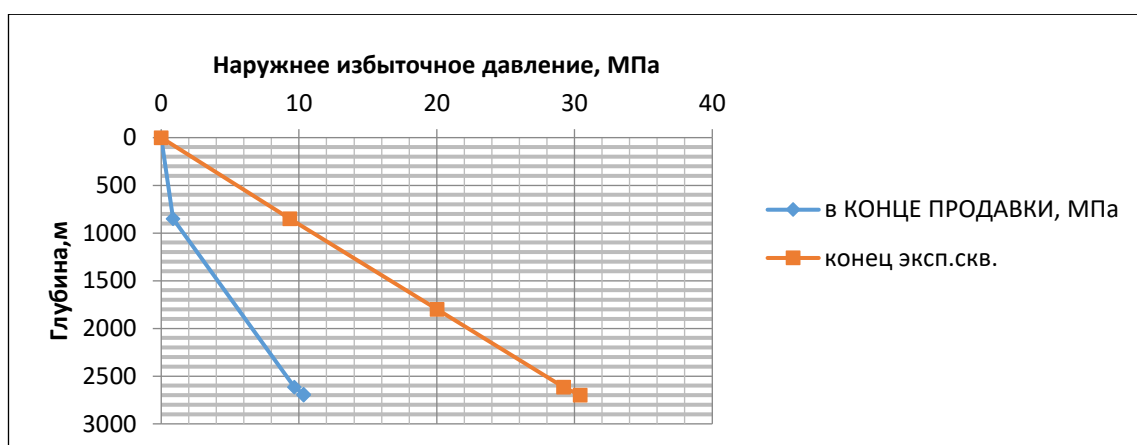


Рисунок 6 - Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{ви} = P_v - P_n, \quad (3)$$

где P_v – внутреннее давление;

P_n – наружное давление.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 7.

2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 8.

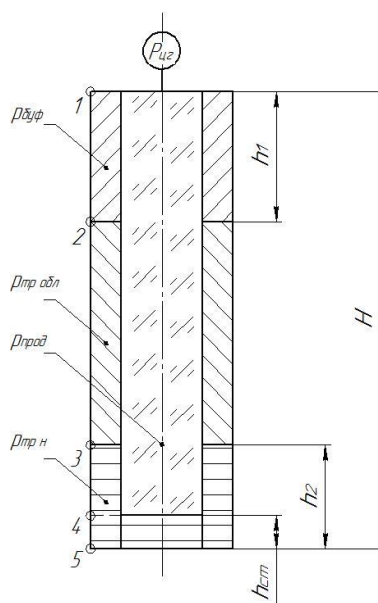


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

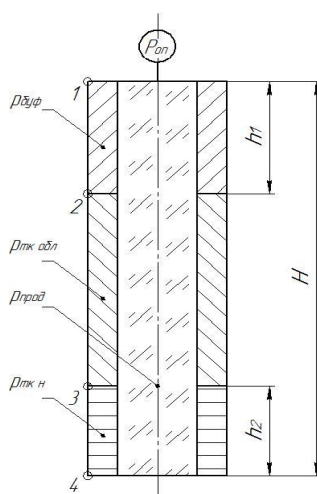


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 15 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 9.

Таблица 15 - Данные расчета внутренних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	19,55	1	0	11,5
2	850	18,7	2	850	10,65
3	2615	13,875	3	2615	8,14
4	2690	9,3	4	2700	8,08
5	2700	9,2			

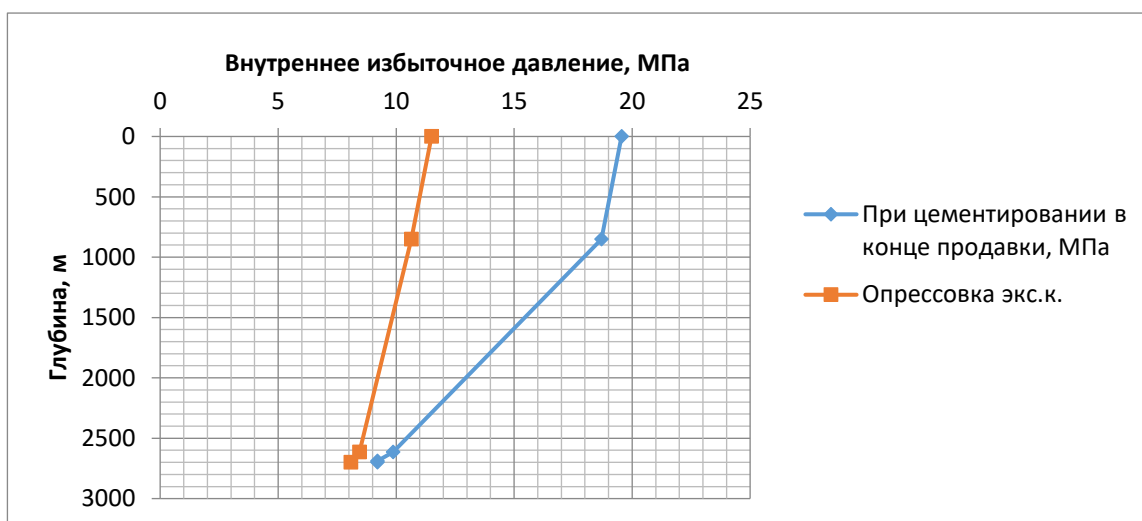


Рисунок 9 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.2 Расчет обсадных колонн

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, который уже нами выбран при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группы прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности «Д» и вид исполнения «А» с типом соединения ОТТМ.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м (по стволу скважины)
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	10,6	85	0,413	39,105	39,105	2615 - 2700
2	Д	8,9	615	0,353	141,2	180,305	2000 - 2615
3	Д	8,0	400	0,318	127,2	307,505	1600 - 2000
4	Д	7,3	1600	0,293	468,8	776,355	0 - 1600

2.4.3 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.3.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (4)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 45$ МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\ н})}, \quad (5)$$

$$P_{гд\ кп} = 0.23 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (6)$$

$$P_{гс\ кп} = 37.31 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 1.1:

$$37.54 \text{ МПа} \leq 45.1 \text{ МПа,}$$

2.4.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объем буферной жидкости для цементировании эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж.} = S_{к.п.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (7)$$

где $V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (2 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 500 с при турбулентном течении).

$$V_{б.ж.} = 0,0215387 \cdot 2 \cdot 500 = 21,538 \text{ м}^3$$

Объем тампонажного раствора $V_{ТР}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эк вн}^2 \cdot l_{ст}] / 4, \quad (8)$$

$$V_{т.р.} = 3,14 \cdot [(0,221^2 \cdot 1,14 - 0,168^2) \cdot (2700 - 700) + (0,229^2 - 0,168^2) \cdot (850 - 700) + 0,124^2 \cdot 10] / 4 = 42,814 \text{ м}^3$$

Объем тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{ТР.норм.} = 3,76 \text{ м}^3;$$

Объем облегченного тампонажного раствора:

$$V_{тр обл} = V_{тр} - V_{тр н} = 47,8 - 3,4 = 39,05 \text{ (м}^3\text{)}$$

Объем продавочной жидкости $V_{прод}$ (м^3), расчет выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эк вн}^2 \cdot L - d_{эк вн}^2 \cdot l \cdot h_{ст}] / 4, \quad (9)$$

$$V_{прод} = 1,05 \cdot 3,14 \cdot (0,127^2 \cdot 2700 - 0,127^2 \cdot 10) / 4 = 35,58 \text{ (м}^3\text{)}$$

2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

• Цемент для приготовления облегченного тампонажного раствора:

- Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр.обл}} = 1450 \text{ кг/м}^3$.
- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента:

тип цемента: **ПЦТ - III - Об (5) – 100.**

Определяем массу сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема облегченного тампонажного раствора по формуле:

$$G_{\text{сух.обл}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (10)$$

$$G_{\text{сух.обл}} = 29 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м^3) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (11)$$

$$V_{\text{в.обл}} = 32,7 \text{ м}^3.$$

• Цемент для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

- Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр.норм}} = 1900 \text{ кг/м}^3$.

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента:
тип цемента: **ПЦТ - II - 150.**

Масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора нормальной плотности:

$$G_{\text{сух.норм}} = 5 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м^3):

$$V_{\text{в.норм}}=2,75\text{м}^3.$$

По опыту цементируемых работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 301 кг, а «МБП-МВ» – 258кг.

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента т	НТФ, кг
Продавочная жидкость	35,58	1000	35,58	Техническая вода	35,58	-
Буферная жидкость №1	4,3	-	~5	МБП-СМ	0,301	-
Буферная жидкость №2	17,23	-	~15,6	МБП-ПВ	0,258	-
Тампонажный раствор нормальной плотности	3,76	1900	2,75	ПЦТ - I - 50	5	1,5
Облегченный тампонажный раствор	39,05	1450	32,7	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	29	16,4

2.4.3.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.3.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного

агрегата (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0.8, \quad (12)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 12.54 \text{ МПа};$$

$$31.92 \text{ МПа} \geq 15.64 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементирующим агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в таблице 18.

Таблица 18- Технические характеристики насоса 9Т цементирующего агрегата ЦА-320

Диаметр втулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{\text{сух}} / G_b, \quad (34)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 2$ машины типа УС6-30Н(У);

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементирующих агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 3 машины ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования.

Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования представлена в приложении Е.1.

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементировочная головка
Направление, D _{усл} = 324 мм	БКП-324 ОТТМ	ЦКОД-324 ОТТМ	ПРП-Ц-324	ЦЦ2-324/394 (1 шт.)	ГЦУ-324-340
Кондуктор, D _{усл} = 245 мм	БКП-245 ОТТМ	ЦКОД-245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦПН-245/295 (17 шт.)	ГЦУ-245
Экспл. колонна, D _{усл} = 168 мм	БКП-168 ОТТМ	ЦКОД-168 ОТТМ	ПРП-Ц-168	ЦПН-168/216 (54 шт.)	ГЦУ-168

2.4.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 10м, гл.2665-2675м.

Кумулятивные корпусные перфорационные системы однократного применения КПО114 предназначены для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных, газовых и других скважинах как при низких, так и при высоких гидростатических давлениях, с температурой до 170°C.

Перфорационные системы КПО могут применяться в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах при спуске как на геофизическом кабеле, так и на насосно-компрессорных трубах.

Перфорационная система КПО114 комбинированная и представляет собой совместное использование зарядов «Глубокое пробитие» и «Большое отверстие» в одном корпусе перфоратора.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-114 представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-114

Обозначение перфоратора	КПО 114		
Вес ВВ одного заряда, г	30		
Тип заряда	ГП-00	ГП-01	БО
Диаметр перфоратора, мм*2	114		
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	145		
Максимальная температура применения, °С	170		
Давление (min/max), МПа*	0,3/80		
Максимальная плотность перфорации, отв./м.	20		
Фазировка, град.	60		
Глубина пробития по комбинированной мишени, мм	1000	1200	260
Диаметр входного отверстия, мм	12	11	22,5
Глубина перфоканала по API-19B, мм	-	1215	285
Диаметр входного отверстия перфоканала по API-19B, мм	-	10,22	20,94
Длина секции, м	1-2		

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором КПО-114 потребуется две спускоподъемной операции перфорационного комплекса в составе из 5 секций (10м).

2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 135 от 170мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 146, 168 мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

Таблица 21 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	116
Минимальный диаметр проходного канала, мм	35
Максимальный перепад давления, МПа	35
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-86, 3-102

2.4.5.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование (рисунок 2.5.3);
- Скважинное оборудование (рисунок 2.5.4).

• Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин предназначенный для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КНОС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

Состав комплекса и технические характеристики представлены в приложении Ж.

• Скважинное оборудование для свабирования КС-62

Колонна сваба предназначена для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлен в приложение Ж.1.1.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъемные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться

геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями.

Исходя из условной глубины бурения, ожидаемого веса бурильной колонны (65 т.), веса обсадной колонны (77т.), опыте бурения в условиях западной Сибири, надёжности и экономической эффективности для бурения выбирается БУ 2900/200ДЭП-БМ.

Выбор буровой установки представлено в приложение И.

3 Применение отечественного и зарубежного оборудования для очистки бурового раствора

Правильный выбор оборудования для очистки бурового раствора при строительстве скважины позволит сэкономить время и финансы, поэтому необходимо сравнивать отечественное оборудование с зарубежным, чтобы понять, какое эффективнее и полезнее.

Первым и самым важным оборудованием для очистки бурового раствора от выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин является вибросито.

3.1 Вибросито

Процесс разделения суспензий по фракционному составу путем просеивания через вибрирующие сетки применяется в различных отраслях промышленности. Очистка бурового раствора от шлама с помощью вибрационных сит является также механическим процессом, в котором происходит отделение частиц определенного размера с помощью просеивающего устройства. Главными факторами, определяющими глубину очистки и пропускную способность вибросита, являются размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Основные элементы вибросита это: основание 1, поддон для сбора очищенного раствора 7, приемник с распределителем потока 2, 3 - вибратор, 4 - сетка, 5 - вибрирующая сетка, 6 - амортизаторы (рисунок 10), Вибрирующие рамы располагаются в горизонтальной или наклонной плоскости.

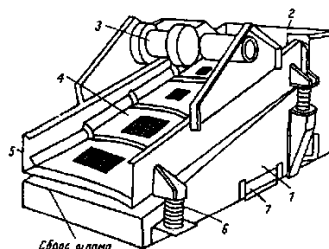


Рисунок 10 - Схема вибросита

Работает вибросито следующим образом. Раствор от устья скважины самотеком поступает в распределитель 2 и далее на сетку 4. Распределитель 2 обеспечивает равномерное поступление раствора на виброраму по всей ширине. Частицы породы, размер которых больше размера ячеек сетки, перемещаются к краю виброрамы благодаря колебательному движению сетки, совершаемому вместе с виброрамой, и выбрасываются в амбар. Раствор проходит сквозь сетку и поступает на дальнейшую очистку.

Вибросита делятся по типу вибрации (траектории описываемой каждой точкой вибросита при движении) на:

- круговое, дизайн первых вибросит с минимальными развиваемыми гравитационными силами;
- эллиптическое, модификация первого типа, где центр вибрации поднят над рамой и противовесы на вибраторе используются для создания эллиптического движения, меняющегося по интенсивности и форме по длине вибрационной рамы;
- линейное, использующее два вибратора вращающихся в противоположном направлении, создающие силу, направленную вверх или вниз в момент, когда противовесы находятся в вертикальном положении, и в горизонтальном положении. Каждый из перечисленных типов имеет свои преимущества и недостатки.

Опыт применения вибросит для очистки бурового раствора показал, что эффективность очистки возрастает по мере увеличения времени нахождения частиц на сетке. Этого можно достичь увеличением длины сетки, снижением скорости потока, уменьшением угла наклона сетки, изменением направления перемещения частиц, уменьшением амплитуды колебаний сетки, одновременным использованием двух последовательных или параллельных сеток.

3.1.1 Анализ вибросит


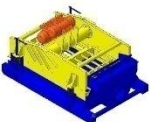


Рассмотрев основные характеристики вибросит, отечественного производства и зарубежного, представленные в таблице – 22, можно сделать вывод: Вибросита компании MI-SWACO американского производства с технико-технологической точки зрения выгодно отличаются от образцов отечественного и Китайского производства.

Это подтверждается:

- наиболее качественной очисткой бурового раствора за счет движения рабочего полотна вибросита по линейной и эллиптической траекториям,
- пропускной способностью,
- более широкой площадью рабочей поверхности,
- частотой колебания,
- минимальное измельчение частиц шлама,
- максимальная пропускная способность,
- минимальные потери раствора,
- снижение износа оборудования системы очистки, установленного после вибросита (насосов, гидроциклонов, центрифуг).

С каждым годом появляются новые разработки в области механической очистки буровых растворов. Производятся новые более совершенные модификации вибросит, обеспечивающие более качественную очистку

Таблица 22 - Основные характеристики вибросит

Вибросито	CB1LM	CB1LM-02	MI Swaco ALS II	Mi-Swaco MONGOOSE shaker	KOSUN LS584- D	KOSUN LS703
Страна изготовитель	Россия	Россия	США	США	Китай	Китай
Тип вибрации	Линейные колебания	Линейные колебания	Линейное или сбалансированное эллиптическое движение	Линейное или сбалансированное эллиптическое движение	Линейные колебания	Линейные колебания
Максимальная пропускная способность при бурении	45	36	56,7	37,85	45	33
Площадь сетки (общая), м ²	2,6	2,1	2,97	2,73	2,7	2,2
Частота колебаний	25±2	25±2	50	50	4	-
Интенсивность вибрации	5G	5G	6,25G	6,25G	7.3G	≤7,4G
Изображение						

3.2 Гидроциклон

Песко- и илоотделитель состоит из гидроциклонов, размещенных на едином коллекторе, и насоса, подающего раствор из емкости ЦС в коллектор и затем в каждый гидроциклон. Количество гидроциклонов в установке - от 2 до 16.

Гидроциклон (рисунок 11) состоит из цилиндрического 1 и конического 2 корпусов, тангенциального патрубка 3, сливного патрубка 4. Нижняя часть конического корпуса 2 часто делается съемной и называется насадком 5.

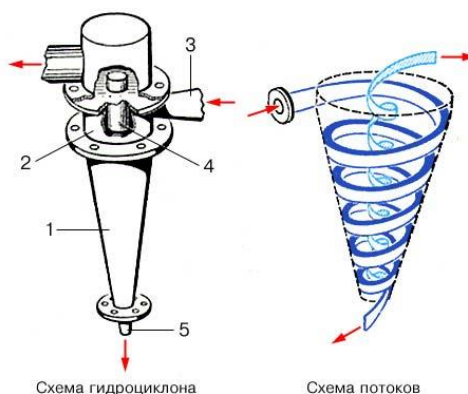


Рисунок 11 – Гидроциклон

Упрощенная картина работы гидроциклона следующая. Подлежащий очистке раствор насосом из ЦС подается под давлением в общий коллектор гидроциклонов, откуда с большой скоростью (до 20 м/с) через патрубок 3 - в корпус 1 каждого гидроциклона. Так как патрубок 3 выполнен тангенциальным, то раствор в корпусах 1 и 2 приобретает вращательное движение и под действием центробежной силы занимает определенное положение. По оси гидроциклона образуется свободное пространство. Свободная поверхность раствора, вращающегося в неподвижном корпусе гидроциклона, имеет приблизительно цилиндрическую форму и ограничивает воздушный столб. Раствор сливается через патрубок 4 в коллектор и выбрасывается в ЦС. Поскольку раствор в гидроциклоне вращается, то на каждую частицу породы, находящуюся в нем, действует центробежная сила, которая заставляет частицы оседать на стенки корпусов 1 и 2. Под напором раствора, непрерывно поступающего в гидроциклон через патрубок 3, и под действием силы тяжести частицы движутся по стенкам

не по окружности, а по спирали, постепенно опускаясь вниз к насадку 5, достигнув которого, они, сохраняя еще вращательное движение, вместе с небольшой частью раствора выбрасываются из насадка в пульпоприемник. Так как раствор все время уходит из гидроциклона через патрубок 4, то он уносит с собой и часть воздуха, поэтому воздух все время засасывается через насадок 5 внутрь гидроциклона.

Пескоотделитель отличается от илоотделителя тем, что имеет гидроциклоны большего диаметра (150-400). Линейная скорость раствора на входе в гидроциклоны песко- и илоотделителя примерно одинакова. При равной линейной скорости вращательного движения центробежная сила обратно пропорциональна радиусу вращения. Поэтому в гидроциклонах илоотделителя центробежная сила больше, чем в гидроциклонах пескоотделителя и илоотделитель может отделять более мелкие частицы и его очистная способность существенно выше.

3.2.1 Анализ Гидроциклонов

Рассмотрев основные характеристики гидроциклонов отечественного производства и зарубежного, представленных в таблицах –23, 24 можно сделать вывод:

Гидроциклоны компании MI-SWACO американского производства с технико-технологической точки зрения выгодно отличаются от образцов отечественного и Китайского производства.

- наиболее качественной очисткой бурового раствора,
- пропускной способностью,
- более малым расходом электроэнергии.

Таблица 23 - Основные характеристики гидроциклонов

Название	ИГ45М	ГЦК-360	GNWS-16N	GNZJ752-12N
Страна изготовитель	Россия	Россия	Китай	Китай
Тип гидроциклона	Ило-отделитель	Песко-отделитель	Ило-отделитель	Песко-отделитель
Производительность л/с	45	45	94	60
Наименьший размер частиц плотностью 2700 кг/м ³ , удаляемых на 95% и более при работе на буровом растворе плотностью 1100-1200 кг/м ³ , мм	0,03-0,05	-	0,015-0,047	-
- Наименьшая величина частиц, отделяемых на 50 % от раствора, условной вязкостью 20 с, мм	-	0,06	-	0,06
Количество гидроциклонов	6	6	16	2
Изображение				

Таблица 24 - Основные характеристики гидроциклонов

Название	M-I SWACO 8T4	M-I SWACO 212
Страна изготовитель	США	США
Тип гидроциклона	СГС	
Производительность л/с	63	63
Наименьший размер частиц плотностью 2700 кг/м ³ , удаляемых на 95% и более при работе на буровом растворе плотностью 1100-1200 кг/м ³ , мм	0,04-0,074	-
- Наименьшая величина частиц, отделяемых на 50 % от раствора, условной вязкостью 20 с, мм	-	0,05
Количество гидроциклонов	16	2
Изображение		

3.3 Центрифуга

Система очистки буровых растворов на базе центрифуги предназначена для глубокой очистки утяжелённых и неутяжелённых растворов от выбуренной породы при бурении нефтяных, газовых и других скважин. Применяется в составе циркуляционных систем буровых установок.

Эффективные системы очистки буровых растворов, включающие современные вибросита и центрифуги, за счет изменения режимов работы, позволяют поддерживать определенную глубину очистки бурового раствора и содержания общей, а также активной твердой фазы в нем, тем самым регулируют технологические свойства бурового раствора и оказывают первостепенное влияние на скорость бурения и экономические показатели бурения скважин.

Вместе с тем, потребительские свойства центрифуги также определяются

такими понятиями как безотказность, износостойкость, простота в работе и обслуживании.

Центрифуга предназначена для очистки буровых растворов от выбуренной породы.

При поступлении бурового раствора в центрифугу под действием центробежных сил происходит разделение его на сгущенную твердую фазу (шлам) и очищенный раствор. Разделение бурового раствора в центрифуге происходит непрерывно, при этом очищенный раствор возвращается в циркуляционную систему, а шлам выводится в шламосборник.

Центрифуга включает в себя ротор 1 (рисунок 12) цилиндроконической формы, расположенной горизонтально. Опорами ротора служат коренные подшипники 2, корпуса которых укреплены на станине 3. Вращение ротора осуществляется от электродвигателя посредством клиноременной передачи.

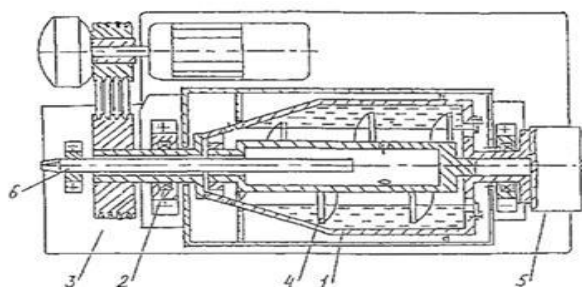


Рисунок 12 – центрифуга

Внутри ротора расположен шнек 4, предназначенный для транспортирования осадка твердой фазы к выгрузочным окнам ротора. Шнек вращается в ту же сторону, что и ротор, но с меньшей скоростью. Разность в скорости вращения необходима для принудительного перемещения осадка внутренней поверхности ротора. Вращение шнеку сообщается ротором через планетарный редуктор 5. Через полые цапфы ротора и шнека проходит питающая труба 6, по которой буровой раствор подводится во внутреннюю полость барабана шнека и далее через отверстия в обечайке шнека в ротор. Твердая фаза осаждается на стенке ротора и транспортируется к выгрузочным окнам, расположенным у меньшего диаметра ротора, а фугат движется к большому диаметру ротора и через сливные окна сбрасывается в приемный отсек кожуха центрифуги. Радиус слива


регулируется поворотом кольца на цапфе ротора, частично закрывающим сливные отверстия.

3.3.1 Анализ центрифуг

Рассмотрев основные характеристики центрифуг, представленных в таблице- 25, отечественного производства и зарубежного можно сделать вывод: Центрифуги компании MI-SWACO американского производства с технико-технологической точки зрения выгодно отличаются от образцов отечественного и Китайского производства.

- высокой точностью балансировки, что обеспечивает плавность работы в течение продолжительных периодов времени на частотах вращения от 1900 до 4000 об./мин и при центробежных нагрузках, достигающих 2100 g
- Пропускной способностью
- Степенью очистки

Таблица 25 - основные характеристики центрифуг

Центрифуга	ОГШ-50	ОГС-352К-02	SWACO - 518	SWACO - 414	GNL223	GNL453
Страна изготовитель	Россия	Россия	США	США	Китай	Китай
Частота вращения барабана, об/мин	2600	1900	3600	4000	4500	1800
Производительность л/с	<25	10	<50	<70	9	5-
Размер удаляемых частиц, мкм	4-7	10	2-3	2-3	2-5	5-7
Изображение						

3.4 Дегазатор

Дегазатор - технологическая установка для дегазации бурового раствора, выполняющая следующие функции: восстановление удельного веса буровых промывочных растворов после их грубой очистки от выбуренной породы

выделение из бурового раствора попутных газов и направление их в газоздушную линию использования либо в качестве первой ступени очистки раствора от газа, либо в качестве второй ступени после газового сепаратора (в случае метода бурения при равновесном и несбалансированном давлении в скважине)

В конструктивном и технологическом плане дегазаторы делятся на: вакуумные, центробежно-вакуумные, атмосферные.

Дегазаторы вакуумного типа по механизму работы делятся на дегазаторы Циклического и Непрерывного действия

Вакуумные дегазаторы циклического действия представляют собой автоматизированные установки, в основе которых двухкамерная герметичная ёмкость. Камеры включаются последовательно при запуске золотникового устройства.

Таким образом, производительность по раствору достигает 25-60 л/с.

Дегазаторы вакуумного типа с механизмом непрерывного действия представлены горизонтальными цилиндрическими ёмкостями с наклонными пластинами, располагающимися в верхних частях этих ёмкостей. Механизм работы: буровой раствор аэрируется, под действием вакуума поступает в камеру и там дегазируется, образуя тонкий слой на пластинах цилиндрических ёмкостей

В основе дегазатора центробежно-вакуумного типа - цилиндрический вертикальный корпус. Дегазируемый буровой раствор разбрызгивается на стенки этого корпуса (раствор поступает в подводящий трубопровод под действие вакуума)

Производительность этого механизма доходит до 50,5 л/с

В атмосферном дегазаторе буровой раствор выделяется радиально на стенки цилиндрической вертикальной камеры. В результате удара и распыления выделившийся газ уходит в атмосферу либо отсасывается воздуходувкой. Атмосферным механизмом производительность дегазатора может достигать до 38 л/с.




3.4.1 Анализ дегазаторов

Рассмотрев основные характеристики дегазаторов отечественного производства и зарубежного, представленные в таблице – 26, можно сделать вывод:

Дегазаторы компании MI-SWACO американского производства с технико-технологической точки зрения выгодно отличаются от образцов отечественного и Китайского производства.

- пропускной способностью,
- пропускной способностью.
- степенью очистки.

Таблица 26 - основные характеристики дегазаторов

Дегазатор	Каскад-40	Mi-Swaco CD-1400	VD360
Страна изготовитель	Россия	США	Китай
Пропускная способность, л/с	40	80	200
Газосодержание бурового раствора:			
- на входе в дегазатор, об %	20	-	-
- на выходе из дегазатора, об %	1	0	4
Изображение			

3.5 Вывод

В данном разделе были рассмотрены виды очистительного оборудования для бурового раствора различных компаний. На данный момент более эффективное оборудование у компании MI-SWACO американского производства, с технико-технологической точки зрения выгодно отличаются от образцов отечественного и Китайского производства.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Ицкович Денис Константинович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2018г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Ицкович Денис Константинович		

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ



Рисунок 14 – Организационная структура предприятия

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО «Востокгазпром»

ОАО «Востокгазпром» осуществляет деятельность по добыче нефти и газа в Томской области. С момента создания предприятия добыто более 850 млн тонн углеводородов в нефтяном эквиваленте.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Нормативная карта представлена в приложение К.1.

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по месторождению представлены в таблице 27.

Таблица 27 - Нормы механического бурения на газовом месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,025	550
2	40	850	810	0,035	1550
3	850	2700	1850	0,075	1750

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (13)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м

Для направления:

$$N = 40 \cdot 0,025 = 1 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,025	1
810	0,035	28,35
1850	0,075	138,75
Итого		168,1

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / \Pi, \quad (14)$$

где Π - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 40 / 550 = 1,26$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 29.

Таблица 29 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
40	550	0,072
810	1550	0,52
1850	1750	1,05
Итого на скважину		1,62

4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (15)$$

где $n_{сно}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м (норма времени

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложение К.2.

4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

- кондуктор: $3 \cdot 1 = 3$ мин;
- эксплуатационная колонна: $8 \cdot 1 = 8$ мин.

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -3-4 ч, кондуктора -10 ч, эксплуатационной колонны - 22 ч.

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны

обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (16)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 40 - 10 = 30 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (17)$$

Для направления:

$$L_T = 30 - 29 = 1 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (18)$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 1 / 1 = 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,5 \cdot 2 + 5 = 5,08 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 850 - 10 = 840 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 840 - 29 = 811 \text{ м}$$

$$N = 811/24 = 33,78 \approx 34 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 34 \cdot 2 + 5 = 73 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2700 - 11 = 2689 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 2689 - 29 = 2660 \text{ м}$$

$$N = 2660/24 = 110,83 \approx 111 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 110,83 \cdot 2 + 5 = 226 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбурирование цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбурирования пробки не предусматривается.

Общее время на разбурирование цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5,08 + 73 + 262 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 538,08 \text{ мин} = 8,96 \text{ ч.}$$

4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 305,27 часов или 12,71 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $305,27 \times 0,066 = 20,14$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет
 $305,27 + 20,14 + 25 = 350,41$ ч = 14,6 суток.

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (19)$$

$$T_{пр} = 305,27 \cdot 1,05 = 320,53$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент (количество букв в имени в %).

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (20)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 30.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложение Л.

Таблица 30– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:			
направление	5,07	5,3235	0,22
кондуктор	43,32	45,486	1,89
эксплуатационная колонна	256,88	269,86	11,23
Крепление:			
направление	3,56	3,738	0,15
кондуктор	16,0	16,8	0,7
эксплуатационная колонна	35,3	37,77	1,57
Итого	360,13	378,968	14,06

4.4 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проходки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (21)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2700/214,63 = 17,5 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (21)$$

где $T_{сно}$ - время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 2700 / (90,641 + 214,63) = 12,41 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (22)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2700 \cdot 720 / 360,13 = 7577,26 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_δ , м

$$h_\delta = H / n, \quad (23)$$

где n - количество долот.

$$h_\delta = 3790 / 3,7 = 1024,32 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - \Pi_n) / H, \quad (24)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

Π_n – плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (51226289 - 39536) / 3790 = 13505 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 31.

Таблица 31 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2700
Продолжительность бурения, сут.	16,03
Механическая скорость, м/ч	17,5
Рейсовая скорость, м/ч	12,41
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7577,26
Проходка на долото, м	1024,32
Стоимость одного метра	13505

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Ицкович Денис Константинович

	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины (пласт Ю₁³⁻⁴) на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)»
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума 2. Повышенный уровень вибрации, 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Повышенная запылённость и загазованность <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся части машин и механизмов, 2. Пожаровзрывобезопасность, 3. Электробезопасность
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу, литосферу. Разрушение плодородного слоя, загрязнение почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр,</p>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>мероприятия по обеспечению экологической безопасности.</p> <p>Разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения Наиболее вероятным ЧС на объекте являются: возгорание, взрыв, подтопление, выброс. Действия при пожаре. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Пожаровзрывоопасность.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Ицкович Денис Константинович		

5 Социальная ответственность

Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины, которое расположено на ЯНАО. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

5.1 Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в приложение М.

5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

- **Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)**

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте, при этом основным средством, предохраняющим работников от падения, является предохранительный пояс.

При расположении рабочих мест на перекрытиях воздействие нагрузок от размещенных материалов, оборудования, оснастки и людей не должно

превышать расчетных нагрузок на перекрытие, предусмотренных проектом.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи , амортизаторы блокирующие устройства .

- **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91, здесь описываются такие требования как:

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д.

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 .

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями. Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета.

- **Пожароопасность**

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории П-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества).

Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);

2. открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомеднённого инструмента);

3. удар молнии;

4. разряд зарядов статического электричества .

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Все инженерно- технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного противопожарных инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.

2. Ведро пожарное 2 шт.

3. Багры 3 шт.

4. Топоры 3 шт.

5. Ломы 3 шт.

6. Ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

Пожарный щит необходим для принятия неотложных мер по тушению возможного возгорания до приезда пожарной бригады. Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания. В качестве огнетушительных веществ для тушения пожаров применяются: вода в виде компактных струй - для тушения твердых веществ; пены химические- для тушения нефти и ее продуктов, горючих газов; пены воздушно-механические-

для тушения твердых веществ, нефти и ее продуктов; порошковый состав (флюсы), песок- для тушения нефти, металлов и их сплавов; углекислота твердая (в виде снега)- для тушения электрооборудования и других объектов под напряжением; инертные газы- для тушения горючих газов и электрооборудования.

- **Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов**

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91.

- **Электрический ток**

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока.

- **Электрический ток**

При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Условия электробезопасности зависят и от параметров

окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых улучшается контакт человека с токоведущими частями .

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами по ГОСТ 12.1.019-79.

В соответствии с классификацией помещений по опасности поражения людей электрическим током, приведенной в ПУЭ, жилые помещения, лаборатории и камеральные комнаты относятся к помещениям без повышенной опасности.

5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

- **Повышенный уровень вибрации**

Вибрация – это механические колебания. О вибрации также говорят в более узком смысле, подразумевая механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека.

Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования.

К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004.

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. Разделяют общую (вибрация, передаваемая на тело стоящего, сидящего или лежащего человека в точках его опоры) и локальную вибрацию (вибрация, передаваемая через кисти рук человека в местах контакта с управляемой машиной или обрабатываемым изделием). Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005; общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006. Контроль за соблюдением установленных гигиенических нормативов по вибрации осуществляют соответствующие уполномоченные организации в ходе периодического контроля за соблюдением безопасных условий труда, аттестации рабочих мест и др.

- **Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися**

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы.

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных

- **Тяжесть физического труда**

Физический труд характеризуется большой нагрузкой на организм, требующей преимущественно мышечных усилий и соответствующего энергетического обеспечения, а также оказывает влияние на функциональные системы (сердечно-сосудистую, нервно-мышечную, дыхательную и др.), стимулирует обменные процессы. Основным его показателем является тяжесть. По тяжести труда различают несколько классов, характеристики которых приведены в Р 2.2.2006-05. По рабочей позе – класс вредный первой степени (нахождение в позе стоя до 80 % времени смены). По массе поднимаемого и перемещаемого груза вручную постоянно в течении рабочей смены – вредный класс от первой до второй степени (до 20 кг и более 20 кг соответственно). Кроме этого, персонал, занятый на данном виде исследований, работает вахтовым методом с ненормированным рабочим днем.

- **Повышенный уровень шума**

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы,

отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Первоначально слово шум относилось исключительно к звуковым колебаниям, однако в современной науке оно было распространено и на другие виды колебаний (радио-, электричество).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014, таблица – 32.

Таблица 32 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных,

резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

- **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещенность- важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление, сохраняет высокую работоспособность. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Согласно СП 52.13330.2011 различают естественное, искусственное и совмещенное освещение.

Освещение рабочих мест внутри помещения характеризуется освещенностью и яркостью. Естественное и искусственное освещение помещений вычислительных центров должно соответствовать СП 52.13330.2011. При этом естественное освещение должно осуществляться через окна и обеспечивать КЕО в таблице 33.

Таблица 33 - Нормы освещенности рабочих поверхностей

Наименование помещения	Характеристика зрительной зоны	Размер объекта различения, мм	Нормы КЕО, %	Искусственная освещенность, лк	Тип светильника
Лаборатория и камеральные помещения	Средней точности	0,5-1	4 – верхнее или комбинированное; 1,5 - боковое	300	Люминисцентныегазо зарядные лампы (ЛД), для бокового освещения настольные лампы накаливания

Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 нт/ М².

Предпочтение должно отдаваться лампам дневного света ЛБ 40-2 и ДРЛ

60-2.

- **Повышенная запыленность рабочей зоны**

Воздушная среда производственных помещений, в которой содержатся вредные вещества в виде пыли и газов, оказывает непосредственное влияние на безопасность труда. Воздействие пыли и газов на организм человека зависит от их ядовитости (токсичности) и концентрации в воздухе производственных помещений, а также времени пребывания человека в этих помещениях.

При камеральной обработке полученных данных источником возникновения пыли может являться ее проникновение в помещение через открытые форточки, окна, двери. В связи с этим необходимо предусмотреть использование вытяжной вентиляции. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 запыленность в зале не должна превышать 0,5 мг/м³. Мероприятиями по борьбе с запыленностью являются регулярные влажные уборки.

5.2 Экологическая безопасность

При проведении буровых работ могут возникнуть следующие основные виды нарушений природной среды:

- отчуждение и приведение в негодность плодородных земель;
- нарушение почвенного слоя и уменьшение продуктивности почв на месте ведения буровых работ;
- поступление в водоносные горизонты и продуктивные пласты химических реагентов, применяемых в качестве добавок к буровым растворам;
- утечка и проникновение в продуктивный горизонт масел, нефтепродуктов и глинистых растворов, обработанных химическими реагентами;
- загрязнение поверхностных вод различными маслами, нефтепродуктами и химическими веществами, что ведёт к последующему проникновению этих вод в скважину;
- загрязнение подземных вод в ходе бурения эксплуатационных скважин на нефть и газ при использовании таких технических и технологических средств,

как торпедирование, соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта и гидроразрыв пласта.

5.3 Анализ влияния процесса бурения на окружающую среду

При бурении скважин на нефть и газ появляются дополнительные источники загрязнения окружающей среды:

- факельные установки при сжигании газа;
- амбары пластовых флюидов.

Влияние потенциальных загрязнителей на окружающую среду не одинаково и зависит от:

- типа буровой установки, способа монтажа и вида привода;
- конструкции скважины;
- применяемого способа бурения;

5.4 Мероприятия по охране земель

При подготовке площади под строительство скважины нужно строго соблюдать нормы отвода земель. Выбираем площадку под бурение куста скважин, которая должна иметь обваловку высотой не менее 1 м, для исключения попадания загрязненных сточных вод в водоемы. Буровая площадка должна быть очищена от леса, кустарника, травы и спланирована с учетом создания уклона в сторону шламовых амбаров, обеспечивающего водосток. Величина уклона не должна превышать 0,5 м.

5.5 Объёмы отходов бурения

Основными отходами при бурении скважин являются буровой шлам и отработанный буровой раствор. Объем бурового шлама равен объему скважины и определяется по формуле:

$$V_{\text{бш}} = 0,785 \cdot (L_{\text{к}} \cdot D_{\text{к}}^2 + (L_{\text{эк}} - L_{\text{к}}) \cdot D_{\text{эк}}^2), \quad (26)$$

где $L_{\text{к}}$, $D_{\text{к}}$ – длина и диаметр кондуктора, соответственно;

$L_{\text{эк}}$, $D_{\text{эк}}$ – длина и диаметр эксплуатационной колонны, соответственно.

$$V_{\text{БШ}} = 0.785 \cdot (850 \cdot 0,2445^2 + (2700-850) \cdot 0.1683^2) = 80,855 \text{ м}^3.$$

Объем отработанный буровой раствор можно считать так же приблизительно равным объему скважины, плюс объем раствора, используемого для освоения скважины (1,5 объема скважины):

$$V_{\text{ОБР}} = V_{\text{СКВ}} + 1,5 \cdot V_{\text{СКВ}}, \quad (27)$$

$$V_{\text{ОБР}} = 87,07 + 1,5 \cdot 127,5 = 278,32 \text{ м}^3.$$

Также одним из основных источников загрязнения окружающей природной среды при бурении скважин являются буровые сточные воды. Согласно, при бурении скважин в Западной Сибири, удельный объем буровых сточных вод на один метр проходки составляет 0,24 м³. Тогда объем буровых сточных вод составит:

$$V_{\text{БСВ}} = 0,24 \cdot 278,32 = 66,79 \text{ м}^3.$$

5.6 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при бурении скважин

Чрезвычайная ситуация (ЧС)— обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник ЧС - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. техногенного характера:
 - пожары (взрывы) в зданиях;
 - пожары (взрывы) на транспорте.

2. природного характера:

- землетрясения.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (территория г. Томск) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

5.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Рабочий несет ответственность за:

1. соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
2. выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаробезопасности и электробезопасности;
3. качественное выполнение работ;
4. сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
5. аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Перед началом работ рабочий должен:

1. проверить наличие защитных средств;
2. проверить наличие средств пожаротушения;
3. ознакомиться с условиями производства и характером работ и поучить разрешение на производство работ у лица, ответственного за безопасное производство работ.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

Заключение

Согласно проведенного анализа геолого-технического условия бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 2700м на нефтяном месторождении (ТО), требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям в курсовом проекте был произведен расчет конструкции скважины, расчет обсадных труб на прочность, проектирование технологической оснастки обсадной колонны, расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны, проектирование процесса испытания и освоения скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. - 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. - 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарьгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон.дан. - Самара: Промперфоратор, 2018. URL: <http://www.promperforator.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.
12. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.

13. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.
14. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.
15. ПО «Бурсофтпроект» - инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76с.
16. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.
17. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99с.
18. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109с.
19. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16с.
20. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.
21. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49с.
22. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7с.

23. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.
24. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31с.
25. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.
26. ГОСТ 12.4.026-2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81с.
27. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7с.

Приложение А

(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности
От	До	Мощность	Название	Индекс	
1	2	3	3	4	7
0	35	35	Четвертичные отложения	Q	1.30
35	270	235	Некрасовская серия	P ₃ /nkr	1.30
270	340	70	Чеганская	P3+P2/chg	1.25
340	470	130	Люлинворская	P2/ПV	1.25
470	490	20	Талицкая	P ₁ /tl	1.25
490	610	120	Ганькинская	K2/gn	1.25
610	670	60	Славгородская	K2/sl	1.20
670	805	135	Ипатовская	K ₂ /ip	1.20
805	824	19	Кузнецовская	K2/kz	1.20
824	1674	850	Покурская	K2+K1/pkr	1.20
1674	2214	540	Киялинская (вартовская)	Ki/vrt	1.10
2214	2315	101	Тарская	K1/tr	1.10
2315	2626	311	Куломзинская	K ₁ /klm	1.10
2626	2646	20	Баженовская	J3/bg	1.10
2646	2690	44	Васюганская	J3+J2/vs	1.10

Таблица А.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страт.под разд.	Интервал			Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	От	До	Краткое название	
Q	0	35	Пески Супеси Суглинки	Пески серые, темно-серые, мелко- и среднезернистые, суглинки буровато-серые и глины с прослоями лигнита.
P ₃ /nkr	35	270	Глины Пески	Неравномерное переслаивание глин, алевролитов с прослоями бурых углей и песков
P ₃ +P ₂ /chg	270	340	Глины Пески	Пески мелко- и разномзернистые, каолинизированные, косослоистые.
P ₂ /IV	340	470	Глины	Глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты - опоковидные, с прослоями серых слюдястых алевролитов и разномзернистых кварцево-глауконитовых песков и слабых песчаников. Нижняя часть свиты представлена опоками и опоковидными глинами с прослоями кварцевых алевролитов
P ₁ /tl	470	490	Песчаники Алевролиты	Тонкие серые и темно-серые глины, содержащие линзы, налеты кварц-глауконитовых песков.
K ₂ /gn	490	610	Глины	Глины серые, темно-серые, известковистые, иногда алевролитистые. В верхней части - мергели серые, зеленоватосерые.
K ₂ /sl	610	670	Глины Песчаники	Глины серые, темно-серые, участками опоковидные, опоки серые, темно-серые, прослои алевролитов.
K ₂ /ip	670	805	Глины Песчаники	Глины серые, темно-серые, участками опоковидные, опоки серые, темно-серые, прослои алевролитов.
K ₂ /kz	805	824	Глины	Глины серые, темно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плитчатые, иногда известковистые.

Продолжение таблицы – А.2

K2+K1/pkr	824	1674	Глины	Неравномерное переслаивание песчаников серых, светлосерых, мелкозернистых, кварц-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и косою слоистостью, алевролитов серых, слюдистых, плотных и глин серых, буроватосерых, комковатых, иногда уплотненных, аргиллитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом.
Ki/vrt	1674	2214	Глины Песчаники Алевролиты Пески	Неравномерное переслаивание глин, песчаников и алевролитов. Глинистыми породами представлена верхняя часть свиты, нижняя - опесчанена. Песчаники мелкозернистые, серые, светло-серые, мелкозернистые, преимущественно кварц-полевошпатовые, иногда глинистые и известковистые, крепкие, косослоистые. Алевролиты серые, плотные, слюдистые, часто глинистые.
K1/tr	2214	2315	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	Песчаники серые, светло-серые, среднезернистые, кварцполевошпатовые, слабо- и среднесцементированные, иногда известковистые, крепкие, участками косослоистые. Подчиненные прослойки темно-серых плотных аргиллитов и алевролитов с карбонатно-глинистым цементом.
K ₁ /klm	2315	2626	Песчаники Аргиллиты Алевролиты Глины	Мощная толща глинистых пород, среди которых в нижней и верхней частях выделяются прослойки и пласты песчаных пород. Глинистые породы представлены серыми и темносерыми аргиллитами, иногда с голубоватым или зеленоватым оттенками, алевролитистыми, с частыми включениями тонкого углисто-слюдистого материала, прослоями известковистые или сидеритизированные. Отмечаются прослойки
J3/bg	2626	2646	Аргиллиты	Баженовская свита (нижний волжский-барремский ярус) сложена битуминозными аргиллитами темно-серыми до черных с коричневатым оттенком, черными с массивной текстурой.
J3+J2/vs	2646	2690	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	Васюганская свита (келловей-оксфорд) подразделяется на две подсвиты: нижнюю существенно глинистую и верхнюю песчанистую. Нижняя подсвита представлена аргиллитами темно-серыми до бурых, слюдистыми, с примесью углистого детрита, тонкорассеяного пирита. Верхняя подсвита сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Таблица А.3 - Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервалы по вертикали, м		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Категория абра- зивности	Категория породы по промысловой классификации	Коэффициент пластичности	Модуль Юнга E*10 ⁻⁴ , МПа
	От (вверх)	До (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	35	Пески Супеси Суглинки	2,40 2,25 2,20			30,0			8 2 1	Мягкая Мягкая Мягкая		0,05-0,06 0,20 0,100,20
P ₃ /nkr	35	270	Глины Пески	2.40 2.40	40,0	<450,0	95,0	1,2		2 8	Мягкая Мягкая		0,04-0,14 0,05-0,06
P ₃ +P ₂ /chg	270	340	Глины Пески	2.40 2.40	40,0	<450,0	95,0	1,2		2 8	Мягкая Мягкая		0,04-0,14 0,05-0,06
P ₂ /ПV	340	470	Глины	2,40			95,0	1,2		2	Мягкая		0,04-0,14
P ₁ /tl	470	490	Песчаники Алевролиты	2,60 2,69	32,0 10,9	<250,0	5.0 18.0	1,3	140-2340 290-1890	10 6	Средняя Средняя	1,1-4,5 1,6-4,3	0,09-2,87 0,15-1,10
K ₂ /gn	490	610	Глины	2,40			95,0	1,2		2	Мягкая		0,04-0,14
K ₂ /sl	610	670	Глины Песчаники	2,40 2,60	25,0	<250,0	95.0 8.0	1,2	140-2340	2 10	Мягкая Средняя	1,1-4,5	0,04-0,14 0,09-2,87
K ₂ /ip	670	805	Глины	2,40			95,0	1,3		2	Мягкая		0,04-0,14
K ₂ /kz	805	824	Глины	2,40			95,0	1,3		2	Мягкая		0,04-0,14

Продолжение таблицы А.3

K2+K1/pkr	824	1674	Глины Песчаники Алевролиты Пески	2,40 2,60 2,69 2,50	31,5 13,5 38,0	<1000,0 9,1 <1450,0	95,0 5,0 18,0 7,0	1,2 1,3	140-2340 290-1890	2 10 6 8	Мягкая Средняя Средняя Мягкая	1,1-4,5 1,6-4,3	0,04-0,14 0,09-2,87 0,15-1,10 0,05-0,06
Ki/vrt	1674	2214	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	2,67 2,69 2,60	22,0	12,0	80,0 16,0 5,0	1,2 1,3	210-440 290-1890 140-2340	3 6 10	Средняя Средняя Средняя	1,8-4,2 1,6-4,3 1,1 -4,5	0,23-3,06 0,15-1,10 0,09-2,87
K1/tr	2214	2315	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	2,60 2,67 2,69	23,5	282,7	5,0 80,0 16,0	1,2 1,3	140-2340 210-440 290-1890	10 3 6	Средняя Средняя Средняя	1,1-4,5 1,8-4,2 1,6-4,3	0,09-2,87 0,23-3,06 0,15-1,10
K1/klm	2315	2626	Песчаники Аргиллиты Алевролиты Глины	2,60 2,67 2,69 2,40	21,5	62,2-240,3	5,0 80,0 15,0 90,0	1,2 2,1 2,3	140-2340 210-440 290-1890	10 3 6 3	Средняя Средняя Средняя Средняя	1,1-4,5 1,8-4,2 1,6-4,3	0,09-2,87 0,23-3,06 0,15-1,10
J3/bg	2626	2646	Аргиллиты	2,67			80,0	1,2	210-440	3	Средняя	1,8-4,2	0,23-3,06
J3+J2/vs	2646	2690	Песчаники Аргиллты Алевролиты	2,60 2,67 2,69	15,2	5,6-9,6	5,0 80,0 16,0	1,2 2,3	140-2340 210-440 290-1890	10 3 6	Средняя Средняя Средняя	1,1-4,5 1,8-4,2 1,6-4,3	0,09-2,87 0,23-3,06 0,15-1,10

Таблица А.4 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс страти- графического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце ин- тервала	Источник получения
	От (верх)	До (низ)	Пластового, кгс/см² на м		Порового, кгс/см² на м		Гидроразрыва пород, кгс/см² на м		Горного, кгс/см² на м			
			От	До	От	До	От	До	От	До		
Q	0	35	0,100	0,100	0,100	0,100		0,168		0,214	6	Промыслово-географические исследования
P ₃ /nkr	35	270	0,100	0,100	0,100	0,100	0,168	0,174	0,214	0,227	9	
P ₃ +P ₂ /chg	270	340	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,176	0,229	0,231	14	
P ₂ /11v	340	470	0,100	0,100	0,100	0,100	0,176	0,177	0,231	0,231	21	
P ₁ /tl	470	490	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,231	0,231	26	
K ₂ /gn	490	610	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,179	0,232	0,232	31	
K ₂ /SI	610	670	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	36	
K ₂ /ip	670	805	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	36	
K ₂ /kz	805	824	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	63	
K ₂ +K ₁ /pkr	824	1674	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	65	
K ₁ /vrt	1674	2214	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,177	0,230	0,232	80	
Ki/tr	2214	2315	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,232	0,233	84	
K ₁ /klm	2315	2626	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,180	0,233	0,233	96	
J ₃ /bg	2626	2646	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,233	0,234	97	
J ₃ +J ₂ /vs	2646	269	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,234	0,234	99	

Приложение Б
(Обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Нефтегазоводность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервалы по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, М ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относиться к питьевому источнику водоснабжения
	От (вверх)	До (низ)					
Водоносность							
Q	0	35	поровый	1,000	-		Да
P ₃ /nkr	35	70	поровый	1,000	-		Да
P ₁ /tl	470	490	поровый	1,003	-		Нет
K2+K1/pkr	824	1674	поровый	1,007	-		Нет
K ₁ /vrt	1674	2214	поровый	1,010	-		Нет
Ki/klm	2315	2626	поровый	1,020	-		Нет
J3+J2/vs(Ю ₁ ³⁻⁴)	2646	2690	поровый	1,024	-		Нет
Нефтеносность							
J3+J2/vs(Ю ₁ ³⁻⁴)	2665	2675	поровый	0,847	-	53,4	-
Газоводность							
Газо, и газоконденсатонасыщенные отложения в геологическом разрезе месторождения отсутствуют.							

Приложение В
(Обязательное)
Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – прогноз возможных поглощений бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ² на м		Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)			При вскрытии	После изоляционных работ	
Q -P3+P2/chg	0	340	Частичное	Нет	0,168-0,174	0,200	Превышение плотности, вязкости и СНС бурового раствора над проектными значениями, плохая очистка бурового раствора, недопустимо высокие скорости спуска бурильного инструмента
K2+K ₁ /pkr	824	1674	Частичное	Нет	0,175	0,200	

Таблица В.2 – прогноз возможных осыпей и обвалов стенок скважины

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применявшиеся		Причины возникновения осложнения	Мероприятия по предотвращению осложнений
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³		
Q-P3+P2/chg	0	340	Полимер-глини- стый	<1,10-1,12	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодавление столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам	Бурение с высокой механической скоростью, поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими глинистые минералы химреагентами, недопущение сальникообразо- ваний и подъема бурильного инструмента с поршневанием, контроль за объемом долива скважины во время простоев и СПО, недопущение длительных простоев необсаженного наклонно-направленного ствола скважины
P ₂ /11v	340	470	Полимер-глини- стый	<1,10-1,12		
K ₂ /gn+K ₂ /kz	490	824	Полимер-глини- стый	<1,08		
K2+K1/pkr	824	1674	Полимер-глини- стый	<1,08		
J3/bg	2626	2646	Полимер-глини- стый	<1,08		

Таблица В.3 – прогноз возможных возможных нефтегазоводопроявлений

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид проявляе- мого флюида (вода, нефть, газ, конденсат)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Данные по объекту: температура, °С		Условия возник- новения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличение водоотдачи ит.п.)
	От (верх)	До (низ)		Внутрен- него	Наруж- ного	На устье скважины	В прояв- ляющем пласте		
K2+K1/pkr	824	1674	вода	1,007	1,007	5	63	Несоблюдение па- раметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение ско- рости подъема ин- струмента	Перелив воды
J ₃ +J ₂ /vsIOI ⁽³⁴⁾	2646	2690	нефть	0,772	0,772	20	98		Перелив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объ- ема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе

Примечание - Категория скважины по проявлениям пластовых флюидов - вторая.

Таблица В.4 – прогноз прихватоопасных зон

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинка, сальникообразование и пр.)	Буровой раствор, при котором возможен прихват				Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		Тип	Отклонение плотности раствора от проектной, г/см ³	Водоотдача, мл/30мин	Наличие смазывающих добавок (название)	
Pi/tl - K2+Ki/pkr	470	1674	Сальникообразование и заклинка КНБК, дифференциальный прихват от перепада давления	Полимер-глинистый	>0,02	>9,0 -10,0	Отсутствие	Отклонение, неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, несоблюдение режима промывки скважины, оставление бурильного инструмента без движения в проницаемых пластах более 5 минут
K ₁ /vrt - J3+J2/VS	1674	2690						

Таблица В.4 – прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, посадки и затяжки колонн, грифонообразования	Причина возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнения
	От (верх)	До (низ)			
P2/llv K ₂ /gn , K ₂ /kz	340 490	470 824	Посадки и заклинка об- садной колонны кондук- тора	Недостаточная очистка ствола скважины от выбуренной породы, сужение ствола скважины, образование сальников из выбуренных глинистых пород и оставление их в стволе скважины при шаблонировании	Соблюдение режима промывки во время бурения и при подготовке ствола скважины к спуску кондуктора, контроль за вытеснением бурового раствора при подъеме бурильного инструмента (исключение поршневания), ликвидация сальников промывкой
P1/tl K2+Ki/pkr	470 824	610 1674	Разжижение бурового раствора с потерей его свойств	Разбавление бурового раствора агрессивными пластовыми во- дами	Применение бурового раствора соответствующей плотности, исключение длительных простоев необсаженного ствола скважины

Совмещенный график давлений



Приложение Г.2 (Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

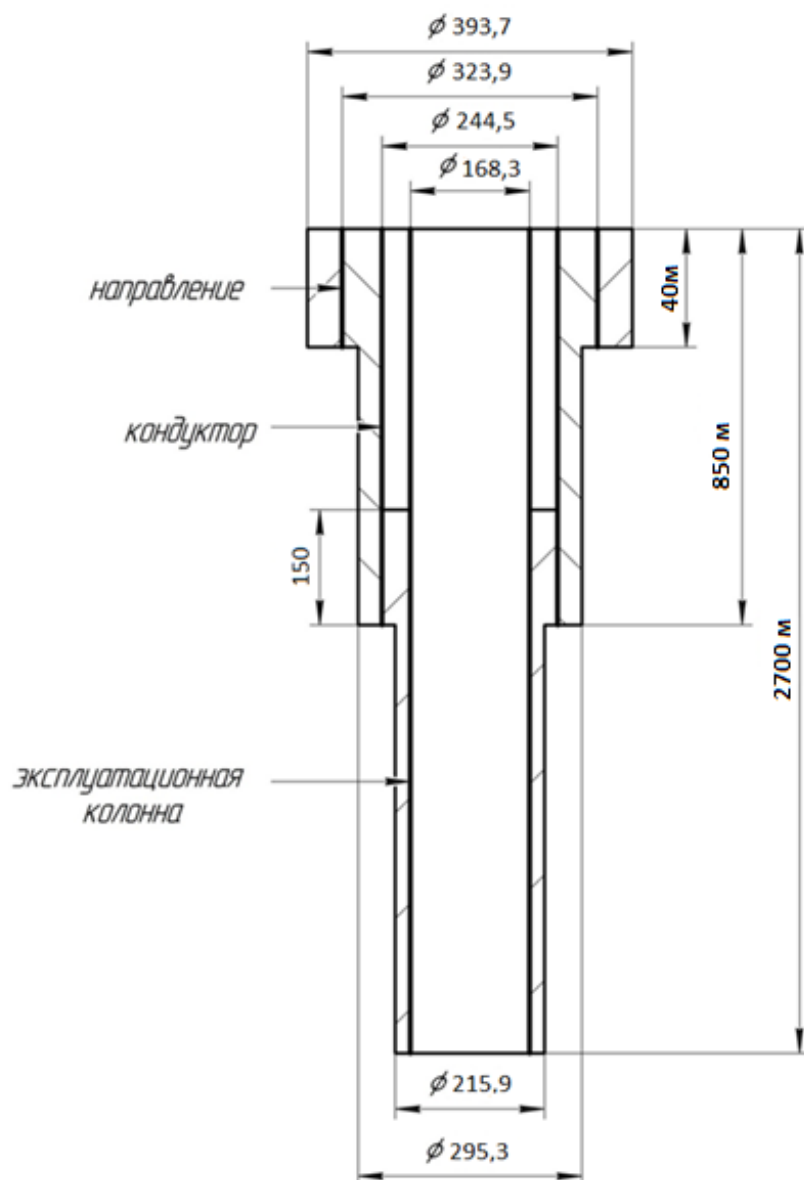


Рисунок Г.2 - Конструкция скважины

Приложение Д.1
(Обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Д.1 - Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-850	850-2700
Шифр долота		III 393.7 М-ГВУ-R227	БИТ-295.3 М4	БИТ 220,7 В 513 УЕ.50
Тип долота		RC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7
Тип горных пород		MC	MC	M,M-C,C
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8 REG	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,53	0,425	0,38
Масса, кг		180	80	42
G, тс	Рекомендуемая	40	20	20
	Предельная	150	100	100
n, об/мин	Рекомендуемая	150	130	60
	Предельная	300	440	400

Приложение Д.2 (Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.2.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-40м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
Бурение под направление (0-40м)						
1	0	40	Ш 393.7 М- ГВУ-R227	180	0,53	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
2			Калибратор- 393,7 МС	473	1,3	
3			УБТС-203	5280	24	
4			ПК-127х 9,19 Е- 75	259,23	14,17	
			Σ	6192	40	

Таблица Д.2.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40-850м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
Бурение под кондуктор (0-850м)						
1	40	850	БИТ-295.3 М4	80	0,425	Бурение вертикального участка под кондуктор
2			8К 295.3 МС	280,0	0,9	
3			КОБ-203РС	120	0,7	
4			ДРУ-240РС	2577	9,57	
5			ПК-240РС	90	0,5	
6			УБТС-203	2575.2	12	
7			УБТС-178	177.8	25.0	
8			ПК-127х9.19 Е	14818	810,9	
			Σ	20718	850	

Таблица Д.2.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (850-2700м)

№ п/п	Интервал по стволу, м	Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение	
Бурение под эксплуатационную колонну (850-2700м)						
1	850	2700	БИТ 220,7 В 513 УЕ.50	42	0,38	Бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну
2			8К 215.9 СТ	60	0,6	
3			КОБ-178РС	100	0,8	
4			ДРУЗ-172РС	1226	8,74	
5			ПК-172РС	30	0,4	
6			УБТС-178	3900	25	
7			УБТС-146	2535	25	
8			ПК-127х9.19 Е	47197	2619	
			Σ	55063	2700	

Таблица Д.2.4 – КНБК для отбора керна (2640-2700м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
Бурение с отбором керна (2640-2700м)						
1	2640	2700	Бурголовка БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	15	0,26	Бурение вертикального участка с отбором керна
2			Керноотборный снаряд УКР- 172/100 Кембрии	1480,0	0,50	
3			ПК-172РС	30	0,4	
4			УБТС-178	11700	75	
5			ПК-127х9.19 Е	48002,37	2623,84	
			Σ	61227	2700	

Приложение Д.3 (Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.3.1 - Проектирование параметров забойного двигателя

Интервал	0-40	40-850	850-2700
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,5	0,4
K_k	1,3	1,23	1,155
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,125	0,1
V_m , м/с	0,00277	0,0083	0,005
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,203	0,203	0,178
$d_{нмах}$, м	0,0175	0,0127	0,0127
n	3	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,16	1,16	1,12
$\rho_{п}$, г/см ³	2,40	2,5	2,6
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79,1	35	14,6
Q_2 , л/с	42,27	48	16,4
Q_3 , л/с	16,3	67,4	26,09
Q_4 , л/с	72	35,7	14,8
Q_5 , л/с	31	44,8	44,8
Q_6 , л/с	-	30-75	19-38

Таблица Д.3.1 - Проектирование допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-40	40-850	850-2700
Исходные данные			
Q_1 , л/с	79,1	35	14,6
Q_2 , л/с	42,27	48	16,4
Q_3 , л/с	16,3	67,4	26,09
Q_4 , л/с	72	35,7	14,8
Q_5 , л/с	31	44,8	44,8
Q_6 , л/с	-	30-75	19-38
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	31-79,1	30-67,4	14,6-26,09
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	50	50	25
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{тн}$, л/с	50	50	25
ρ_1 , кг/м ³	-	1004	1015
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	1160	1120
$M_{тм}$, Н*м	-	1809	1650
$M_{тб}$, Н*м	-	17750	15600

Таблица Д.3.2 – Потребное количество бурового раствора под интервал (0-2700 м)

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	К _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	До					
0	40	40	393,7	-	1,3	9,62
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,51
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =4,31
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ =24,18
Объемраствора к приготовлению:						V _{бр} =32,18
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} =11,6
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	К _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	До					
40	850	810	295,3	323,9	1,23	77,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =7,54
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =51,42
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =3,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =159,59
Объемраствора к приготовлению:						V _{бр} =222,30
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} =79,79
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	К _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	До					
2640	2700	60	220,7	244,5	1,10	18,845
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,45
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =2,12
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,43
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ =37,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =42,24
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев3} =0

Продолжение таблицы – Д.3.2

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
850	2700	1850	220,7	244,5	1,155	126,68
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 14,13$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 95,08$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 8,575$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 230,605$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 348,39$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 85,3$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 230,605$

Приложение Д.4
(Обязательное)

Выбор гидравлической программы промывки скважины

Таблица Д.4.1 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
От (верх)	До (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	40	Бурение	0,33	0,03	Переферийная	3	17,5	66,52	193,24
Под кондуктор									
40	850	Бурение	0,65	0,06	Переферийная	6	12,7	63,15	174,17
Под эксплуатационную колонну									
850	2700	Бурение	0,96	0,007	Переферийная	6	12,7	39,47	40,69
Отбор керна									
2640	2700	Отбор керна	1	0,083	Переферийная	6	11,1	39,47	40,69

Таблица Д.4.2 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	40	БУРЕНИЕ	УНБ-600А	2	88	170	165	1	42	25	50
40	850	БУРЕНИЕ	УНБ-600А	2	88	170	165	1	42	25	50
850	2700	БУРЕНИЕ	УНБ-600А	1	88	170	165	1	42	25	25
2640	2700	Отбор керна	УНБ-600А	1	88	170	165	1	42	25	25

Таблица Д.4.3 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	40	БУРЕНИЕ	50,15	41,06	0	2,21	0,2	6,69
40	850	БУРЕНИЕ	158,06	40,16	74,31	30,98	5,93	6,68
850	2700	БУРЕНИЕ	133,92	13,83	54,95	39,88	22,74	2,52
2640	2700	Отбор керна	133,92	13,83	0	37	22,7	2,51

Приложение Е.1 (Обязательное)

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

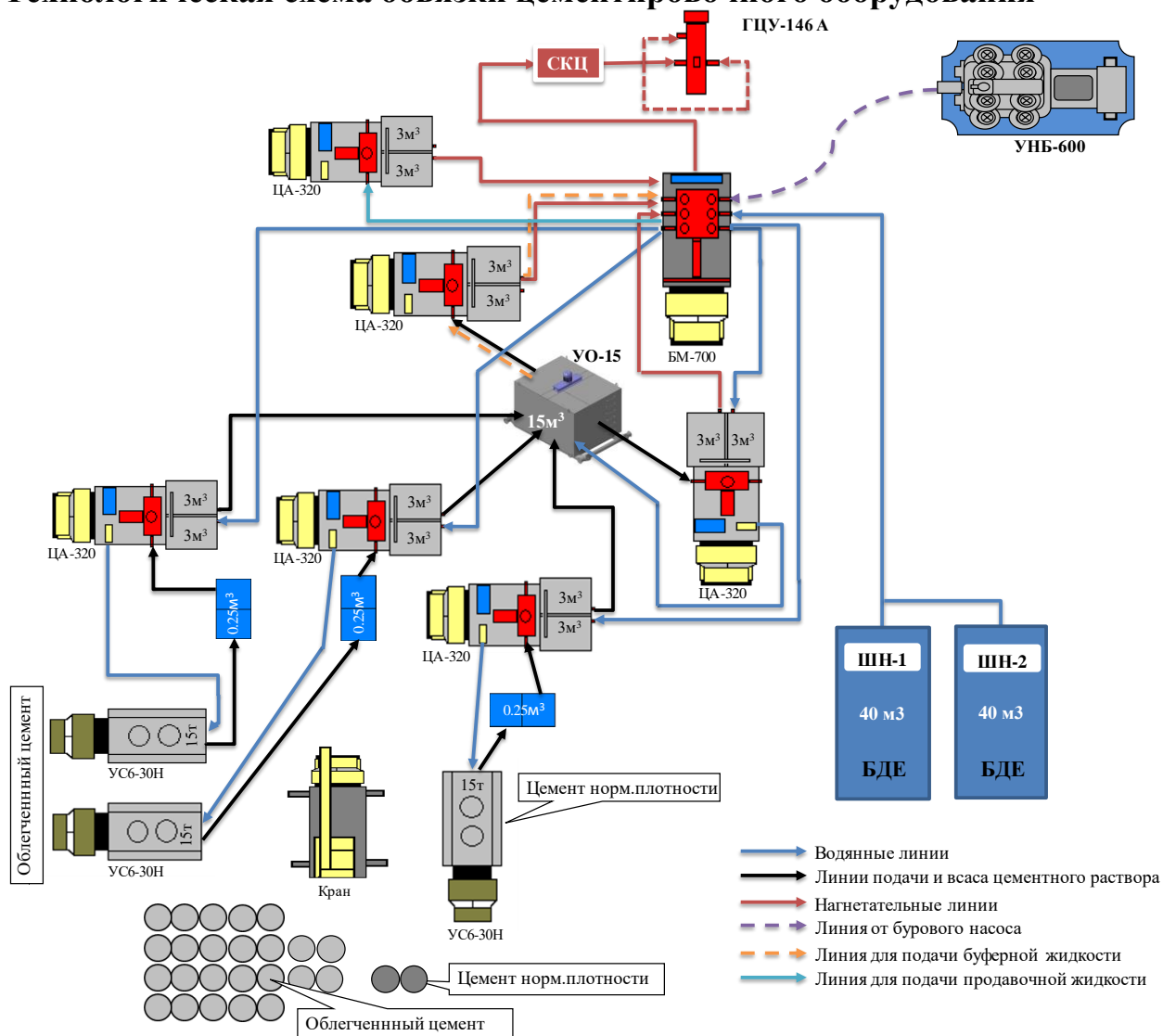


Рисунок Е.1 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение Ж.1 (Обязательное)

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС
Таблица Ж.1 - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната		
Диаметром, мм		от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа		14
Диаметр прохода, мм		25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80.		
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора.		
Рабочее давление, МПа		14
Диаметр прохода, мм		25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.		
Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.		
Рабочее давление, МПа		21
Диаметр прохода, мм		75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.		
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.		
Рабочее давление, МПа		14
Диаметр прохода, мм		76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.		
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.		
Рабочее давление, МПа		14
Диаметр прохода, мм		62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.		
Кран шаровый КШН-73х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.		
Рабочее давление, МПа		21
Диаметр прохода, мм		38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.		
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80х21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.		
Рабочее давление, МПа		21
Диаметр прохода, мм		80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .		
Затвор шаровый ЗШ1 78х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 89 ГОСТ 633-80.		
Рабочее давление, МПа		21
Диаметр прохода, мм		78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.		

Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

Приложение Ж.1.1 (Обязательное)

Скважинное оборудование для свабиворота КС-62

Таблица Ж.1.1 - Состав оборудования свабиворота и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба.	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм.	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм.	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба.	
Диаметр наружный манжеты, мм.	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

Приложение И (Обязательное)

Выбор буровой установки

Таблица И.1 – Выбор буровой установки

Выбранная буровая установка БУ-2900/200ДЭП-БМ			
Максимальный весбурильной колонны, тс (Q _{бк})	65	Q _{бк} / [G _{кр}]	3
Максимальный вес обсадной колонны , тс (Q _{об})	77	Q _{об} / [G _{кр}]	2,6
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	104	Q _{пр} / [G _{кр}]	1,92
Допустимая нагрузка на крюке,тс (G _{кр})	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т (Q _{влб})	465	k _{по} =P _о /P _{бo} (k _{по} >1,25) P _о =1,2кгс/см ² P _о /P _{бo} =8,39>1,25	0,143 кгс/см ²
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	65		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	77		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата, (K _п)	1,4		
Вес р-ра для долива, (Q _{бр})	1,3		
Площадь опорной поверхностифундаментов, м ² (F _{бo})	324		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	8	985,77	
3	31	924,8	
4	25	655,7	
5	18	436,5	
6	32	278,9	

Приложение К.1

(Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица К.1 – Нормативная карта

Проектная глубина, м:	2700
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 323,9 мм на глубину 40 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 850 м
- эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 2700 м
Буровая установка	БУ 2900/200ДЭП-БМ
Оснастка талевой системы	4x5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБ-600А
производительность, л/с:	
- в интервале 0-40м	50
- в интервале 40-850м	50
- в интервале 850-2700м	25
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0-40м	УБТС-203
- в интервале 40-850м	УБТС-178
- в интервале 850-2700м	УБТС-146
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 40-850м	ДРУ-240РС/9.57
- в интервале 850-2700м	ДРУЗ-172РС /8.74
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-40м	ПК-127x9,11, 14
- в интервале 40-850м	ПК-127x9,19, 811
- в интервале 850-2700м	ПК-127x9,11, 2623
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-40м	III 393.7 М-ГВУ-R227
- в интервале 40-850м	БИТ-295.3 М4
- в интервале 850-2700м	БИТ 220,7 В 513 УЕ.50

Приложение К.2

(Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица К.2.1 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-40	293,5	520	11	24	0-40	0,0111	1,221
II	40-850	220,4	1510	12	32	40-100	0,0131	1,17
						110-200	0,0144	1,44
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0153	1,53
						500-600	0,0156	1,56
						600-700	0,0157	1,57
						700-800	0,0157	1,57
						800-850	0,0159	1,58
III	850-2700	152,4	1420	12	32	850-900	0,0164	1,64
						900-1000	0,0175	1,75
						1000-1100	0,0186	1,86
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0191	1,91
						1300-1400	0,0197	1,97
						1400-1500	0,0208	2,08
						1500-1600	0,0228	2,28
						1600-1700	0,0231	2,31
						1700-1800	0,0238	2,38
						1800-1900	0,0244	2,44
						1900-2000	0,0247	2,47
						2000-2100	0,0250	2,5
						2100-2200	0,0253	2,53
						2200-2300	0,0254	2,54
						2300-2400	0,0256	2,56
						2400-2500	0,0264	2,64
						2500-2600	0,0276	2,76
						2600-2700	0,0288	2,88
Итого								90,641

Приложение К.3
(Обязательное)

Нормативная карта вертикальной скважины на ТО

Таблица К.3.1 - Нормативная карта вертикальной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	III 393.7 М-ГВУ-R227	520	1,21	0-110	110	0,035	3,85	1,22	5,07
Итого					110		3,85	1,22	5,07
Бурение под кондуктор	БИТ-295.3 М4	1510	0,52	110-900	790	0,040	31,6	11,72	43,32
Итого			0,52		900		35,45	11,72	43,32
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 В 513 УЕ.50	1420	2,03	900-3790	2890	0,062	179,18	77,7	256,88
Итого			2,03		2890		179,18	77,7	256,88
Всего			3,76		3790		214,63	90,64	305,27

Продолжение таблицы - К.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									32,4
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			3						0,05
- эксплуатационная			8						0,13
ОЗЦ:									
-направление									4,0
-кондуктора									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки									
-направление				100-110					1,84
-кондуктор				890-900					2,12
- эксплуатационной				3780-					5,42
Промывка скважины (1 цикл)				3790					
-направление									0,01
-кондуктор									0,11
- эксплуатационная									0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									373,38
Ремонтные работы (3,3 %)									11,66
Общее время на скважину									415,93

Приложение Л
(Обязательное)
Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Л.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,22	30,4	1,93	266,70	11,45	1582,27
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,22	4,37	1,93	38,40	11,45	227,85
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,22	6,08	1,93	53,40	11,45	316,82
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,22	1,65	1,93	14,55	11,45	86,33
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,22	55,62	1,93	488,01	11,45	2,895,24
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,22	6,27	1,93	55,02	11,45	326,43
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,22	1,52	1,93	13,41	11,45	79,57
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,22	289,74	1,93	2541,81	11,45	15079,65

Продолжение таблицы – Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,93	1646,84	11,45	9770,17
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,22	3,54	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,93	475,97	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	11,45	4240,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,22	5,10	1,93	44,81	11,45	265,86
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,22	30,55	1,93	268,05	11,45	1590,29
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,22	22,18	1,93	194,62	11,45	1154,61
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,22	1,95	1,93	17,17	11,45	101,90
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,22	7,46	1,93	65,46	11,45	388,38
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,22	22,08	1,93	193,77	11,45	1149,58
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	1,93	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,22	37,24	1,93	326,72	11,45	1938,37
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,22	3,28	1,93	28,79	11,45	170,83
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,6	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64

Продолжение таблицы – Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб		8266,31		2614,72		112579,26		39370,76	
Затраты зависящие от объема работ									
III 393.7 М-ГВУ-R227	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
БИТ-295.3 М4	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
БИТ 220,7 В 513 УЕ.50	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		747,883		5979,951		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,31		2784,66		13327,14		45350,71		
Всего по сметному расчету, руб	47341,614								

Таблица Л.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	Сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,15	20,72	0,71	98,11	1,57	1635,86
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,15	2,98	0,71	14,12	1,57	31,24
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,15	4,15	0,71	19,64	1,57	43,44
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,15	1,13	0,71	5,35	1,57	11,83
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,15	37,92	0,71	179,53	1,57	396,99
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	0,15	4,27	0,71	20,24	1,57	44,76
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,15	7,24	0,71	4,93	1,57	75,83
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,15	197,55	0,71	935,07	1,57	2067,69
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,15	205,2	0,71	971,28	1,57	2147,76
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	19,4	0,15	62,91	0,71	297,77	1,57	658,45
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,15	20,83	0,71	98,61	1,57	218,05
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,15	15,12	0,71	71,59	1,57	158,31
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,15	1,33	0,71	56,23	1,57	13,97
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,15	15,06	0,71	71,28	1,57	157,62

Продолжение таблицы – Л.2

Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,15	25,39	0,71	120,19	1,57	266,41
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,15	2,76	0,71	13,06	1,57	28,88
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,15	5,08	0,71	24,08	1,57	53,25
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	12,88
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-168, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Башмак колонный БК-146, шт	32	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-215/255, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-324, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-245, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-168, шт	105	-	-	-	-	1	105
ЦКОД-146-2, шт	95,4	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-324 351, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219 245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126 168, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
ПНХ 114, шт	700	-	-	-	-	-	-
Пакер заколонный ПГП-168	590,9		-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-324	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-168	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		4895,19		6839,78		11824,3	
Обсадные трубы 324х9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 168х8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 168х8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49

Продолжение таблицы – Л.2

Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,834	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса , т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб			4895,197	6839,78		11824,3	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			6724,196	29581,83		84077,69	
Всего по сметному расчету, руб			121275,6				

Таблица Л.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	46350
Крепление скважины	120383
Итого по главе 3	166733
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18316
Итого по главе 5	18316
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764,1
Итого по главам 1-6	47341,614
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	69893
Итого по главе 7	68019
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39536
Итого по главе 8	39536

Продолжение таблицы – Л.3

Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	22552
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15478
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9607
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	269
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	52800
Итого по главам 1-9	586541
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1173
Итого по главе 10	1173
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29616
Итого по главе 12	29616
Итого по сводному сметному расчету	621950
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 69,8	43412110
НДС 18%	7814179
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	51226289

Приложение М

(Обязательное)

Производственная безопасность

Таблица М.1– Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Лабораторный и камеральный(внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения вагона-офиса инженера по бурению	1.Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3.Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; 4.Превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений.	1.Электрический ток; 2.Статическое электричество; 3.Пожароопасность	ГОСТ 12.1.045-84 [19] СП 52.13330.2011 [20] СанПиН 2.2.4.548-96 [21] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [22] СанПиН 2.2.4.3359-16 [24] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [24] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [26] ГОСТ 12.1.012-2004 [27] ГОСТ 12.2.003-91 [28] СНиП 2.04.05- 91 [29] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [30] ГОСТ 12.1.004-91 [18] ГОСТ 12.1.005-88 [7] СанПиН 2.2.1/2.1.11278-03

Полевой этап			
Работа непосредственно буровой площадке	Вредные	Опасные	ГОСТ 12.2.003-91 [3]
	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3.Тяжесть физического труда 4.Превышение уровней вибрации. 5.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); 2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3.Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 4.Электрический ток; 5.Пожароопасность	ГОСТ 12.2.062-81 [4] ГОСТ 12.3.009-76 [5] ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 [6] ГОСТ 12.1.005-88 [7] ГОСТ 23407-78 [8] ГОСТ 12.1.019-79 [9] ГОСТ 12.1.030-81 [10] ГОСТ 12.1.006-84 [11] ГОСТ 12.1.038-82 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] ГОСТ 12.1.012-90 [14] ГОСТ 12.4.002-97 [15] ГОСТ 12.4.024-86 [16] ГОСТ 12.1.007-76 [17] ГОСТ 12.1.004-91 [18]